

69.38 возникает синхронный режим второго типа, в его спектре содержатся чётные гармоники внешней частоты:  $2n\nu$ . Затем в некотором интервале параметров существует периодический режим, в спектре которого присутствует частота, равная половине внешней частоты, и её нечётные гармоники – это субгармонический режим. Вычисления с постоянными начальными условиями показали, что этот режим переходит в синхронный режим 2 типа.

При дальнейшем увеличении электрического параметра происходит бифуркация удвоения периода – возникает частота в два раза меньше, затем происходит ещё одно удвоение и так происходит до тех пор, пока не возникнет хаос. Это сценарий Фейгенбаума – переход к хаосу через последовательность бифуркаций удвоения периода. При  $e = 69.87$  происходит переход к хаосу, при котором спектр Фурье становится сплошным.

После расчётов методом продолжения по параметру были обнаружены гистерезисные переходы между тремя режимами. Оказалось, что первый синхронный режим продолжает существовать при больших значениях параметра  $e$ . Затем он переходит к хаотическому режиму через перемежаемость.

В интервале параметров электрического числа от 67.81 до 68.58 существует только 1 режим, от 68.59 до 69.37 конкурируют 1 режим и равновесие, от 69.38 до 69.56 сосуществуют режим 1 и 2. В интервале от 69.57 до 69.61 конкурируют 3 режима: два синхронных (1 и 2 режимы) и один субгармонический (3 режим). Переход к хаосу в 3 субгармоническом режиме происходит при  $e = 69.607$  по сценарию Фейгенбаума. В интервале от 69.62 до 69.94 конкурируют 1 и 2 синхронные режимы. При 69.95 режим 2 переходит в режим 1.

Вторая часть исследования проведена для относительно высоких частот электрического поля. В этом случае картина поведения меняется. При расчётах с разными частотами были обнаружены различные области с субгармоническим поведением. Подробнее была исследована область, в которой частоты подчиняются закономерности:  $\nu_n = \nu_0(2n-1)/2$ , где  $n$  – целое число. Т. е. в спектре содержится частота равная половине внешней частоты и её высшие гармоники.

При частоте, например,  $\nu = 5$  на границе устойчивости конвекция возникает квазипериодическим образом, затем квазипериодический режим колебаний сменяется субгармоническим режимом колебаний, который сменяется квазипериодическим режимом, а затем возникает хаос через квазипериодичность. При другой частоте при переходе из субгармонических колебаний хаос возникает через перемежаемость.

Список публикаций:

- [1] Остроумов Г. А. *Взаимодействие электрических и гидродинамических полей*. М.: Физматгиз. 1972. 292 с.
- [2] Болога М. К., Гросу Ф. П., Кожухарь И. А. *Электроконвекция и теплообмен*. Кишинев: Штиинца, 1977. 320 с.
- [3] Жакин А. И. *Электрогидродинамика*// УФН. 2012. Том 182, №5. С. 495–520.
- [4] Картавых Н. Н., Смородин Б. Л., Ильин В. А. *Параметрическая электроконвекция слабопроводящей жидкости в горизонтальном плоском конденсаторе*// Журнал экспериментальной и теоретической физики. 2015. Т. 148, вып. 1 (7). С. 178–189.

## **Моделирование расформирования нефтяной оторочки в условиях первоочередной разработки газовой шапки**

**Кряжев Всеволод Александрович**

**Кряжев Ярослав Александрович**

**Тюменский государственный университет**

**Шевелев Александр Павлович, к.ф.-м.н.**

**Kryazhev\_seva@mail.ru**

В настоящее время нефтегазодобывающий комплекс находится на стадии активного вовлечения в разработку таких трудно извлекаемых запасов нефти, как запасы нефтяных оторочек (НО) газоконденсатных залежей.

Для достижения максимальных коэффициентов извлечения нефти, в мировой практике считается целесообразным в первую очередь вести разработку нефтяной оторочки с временной консервацией запасов газа ГШ. [1] Однако в случае значительного преобладания запасов газа газовой шапки (ГШ) над запасами нефти НО стратегия разработки залежи нефтегазодобывающих компаний зачастую направляется в сторону первоочередной разработки газовой части залежи, а разработка нефтяной оторочки откладывается на более поздние сроки. Как правило, разработка газовой части осуществляется на режиме истощения пластовой энергии, что приводит к снижению пластового давления в залежи, уменьшению энергетического потенциала нефтяной оторочки, а также к фильтрации нефти в газовую часть. Такая нефть частично становится неподвижной. [2]. Таким образом происходит расформирование нефтяной оторочки и возникают пластовые потери нефти. Исходя

из этого, моделирование процессов расформирования нефтяных оторочек, прогнозирование снижения подвижных запасов нефти, а также поиск способов оптимизации добычи нефти в случае продолжительной разработки ГШ являются актуальными задачами.

Объектом исследования данной работы является неоконская газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой козырькового типа (рис.1). Начальное пластовое давление объекта составляет 29,5 МПа. Средняя эффективная газонасыщенная толщина – 18,5 м, нефтенасыщенная – 6,2 м. Отложения пласта представлены средне- мелкозернистыми глинисто-алевролитовыми песчаниками. Пористость коллекторов в среднем составляет 14,7 %, среднее значение проницаемости – 35,3 мД. В силу значительно преобладающих запасов газа ГШ над запасами нефти НО, разработка залежи началась с выработки запасов газоконденсатной части залежи в 2012 г.

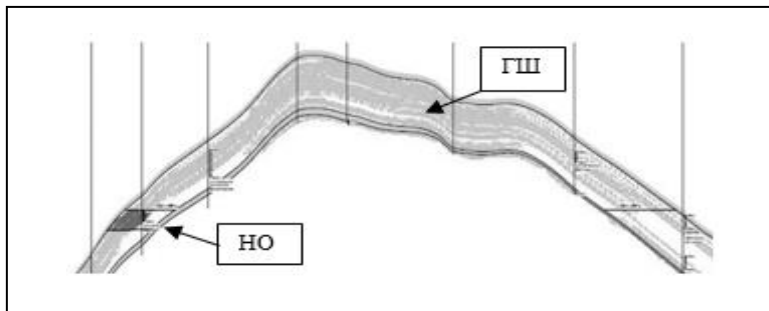


рис.1. Геологический разрез газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой

Для оценки потерь подвижных запасов нефти были проведены расчеты на полномасштабной трехмерной гидродинамической модели залежи в гидродинамическом симуляторе RFD tNavigator. Годовые темпы отбора газа газовой шапки на прогнозный период были приняты равными 3 % от начальных запасов газа. Эксплуатационные нефтяные скважины не были включены в модель. Перед выполнением прогнозных расчетов была выполнена настройка модели, включающая в себя воспроизведение фактического подъема водонефтяного контакта и темпов снижения пластового давления в разведочных и наблюдательных скважинах нефтяной оторочки. Воспроизведение «истории» было достигнуто с приемлемой точностью при помощи варьирования параметрами водоносного горизонта залежи (продуктивность, общая сжимаемость, объем водоносного горизонта), обладающих значительной степенью неопределенности. На рис.2 проиллюстрировано продвижение фронта воды и нефти к газовой части залежи при разработке газовой шапки на режиме истощения пластовой энергии с 2012 по 2020 гг.

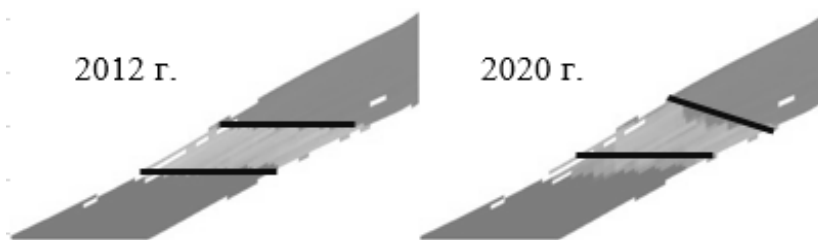


рис.2. Смещение контактов в направлении к газовой части залежи

Результаты расчета (рис.3) свидетельствуют о том, что при достижении коэффициента извлечения газа (КИГ) 0,9 д. ед. 80 % подвижных запасов нефти становятся неизвлекаемыми (при использовании традиционных способов извлечения нефти). Текущие потери подвижных запасов нефти (при КИГ 0,2 д. ед.) оцениваются в размере 30 % от начальных.

Таким образом, результаты проведенной численной оценки проявления эффекта расформирования нефтяной оторочки свидетельствуют о негативном влиянии первоочередной разработки ГШ на последующее извлечение нефти. Исходя из этого, с целью максимизации добычи нефти необходимо как можно раньше осуществлять ввод нефтяной оторочки в эксплуатацию с момента начала разработки газовой шапки.

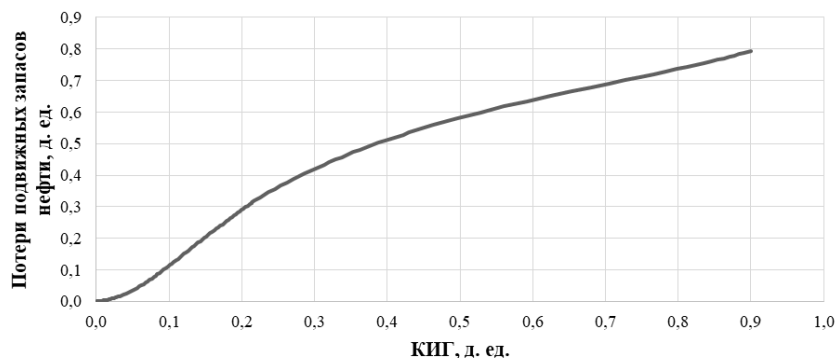


рис.3. Потери подвижных запасов нефти по мере выработки запасов газовой шапки

Список публикаций:

- [1] Буракова С. В. // Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири // Вести газовой науки: научно-технический сборник. 2013. №5(16). С. 248-251.  
 [2] Jia L // Experimental investigation of nature gas production rate's effect on the reservoirs with gas cap // Journal of clean Energy Technologies. 2014. №3(2). С. 248–251.

## Алгоритм гидравлического расчета неизотермических нефтепроводов

**Латыпов Руслан Илгизарович**

*Бакирский государственный университет*

*Киреев Виктор Николаевич, к.ф.-м.н.*

[latypovruslan1@gmail.com](mailto:latypovruslan1@gmail.com)

Вязкость нефти зависит от содержания высокомолекулярных соединений: чем больше этих соединений, тем выше вязкость нефти. К настоящему времени сложилась ситуация, когда в структуре запасов углеводородов резко возросла доля вязких сортов. Их запасы более чем в два раза превышают объемы мировых запасов легкой маловязкой нефти.

Вязкая нефть создаёт целый ряд проблем как на стадии её добычи, подготовки к транспортировке, так и при перекачке по трубопроводам. Самая главная — это рост её вязкости при снижении температуры. Она загустевает и процесс её продвижения по трубам становится крайне сложным, энергозатратным, а иногда и вообще невозможным.

Для увеличения эффективности процесса транспортировки вязкой и высоковязкой нефти используют методы их предварительного нагрева наряду с нагревом трубопровода, смешения или разбавления легкими углеводородными разбавителями, применяют различные присадки. Каждый из этих методов направлен на снижение вязкости, а также энергии, необходимой для повышения текучести нефти по трубопроводам [1].

Основной способ снижения вязкости нефти — это её термический нагрев. Он осуществляется при помощи:

- котлов, выделяющих тепло при сжигании угля, природного газа или нефти, отбираемой из этого же нефтепровода;
- отвод тепла, выделяемого при работе насосов при перекачке нефти на нефтеперекачивающих станциях;
- электрический обогрев нефтепровода.

Процесс термообработки заключается в нагреве нефти до температуры, при которой растворяются содержащиеся в ней твердые парафиновые углеводороды.

Для оптимизации процесса перекачки, а именно недопущения застывания нефти и уменьшение энергозатрат на ее перекачку, необходимо построить модель для расчета напорных характеристик в неизотермических нефтепроводах.

Для построения напорной характеристики используется формула Черникина В.И. [2],